

PÉRDIDAS E INCERTIDUMBRES EN LAS PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PARQUES EÓLICOS. EJEMPLO DE UN CASO EN LA PATAGONIA

Fernando Tilca¹; J.F. Mathisson Malvasio²

⁽¹⁾Facultad de Ciencias Exactas, INENCO – UNSa. Salta.Tel. +54 387 4255579; fertilca@gmail.com

⁽²⁾ Universidad Tecnológica - Instituto Tecnológico Regional Centro Sur (UTEC-ITRSC), Uruguay

Recibido 19/08/19, aceptado 25/10/19

RESUMEN: Los métodos utilizados para calcular la Producción Anual de Energía (PAE) y las probabilidades de excedencia de P50 a P99 de los parques eólicos, requieren de una evaluación de las pérdidas técnicas y de las incertidumbres asociadas en cada medición o previsión. Los bancos exigen la evaluación de las pérdidas e incertidumbres, con el objeto de minimizar los riesgos financieros y asegurarse el retorno de la inversión. Esa confiabilidad necesaria asociada a un proyecto de desarrollo eólico, está estrechamente vinculada con el mejor y mayor conocimiento del comportamiento de los valores futuros de las variables, como ser velocidad de viento, comportamiento climático, topografía, rugosidad, efectos estelas, entre otros. En este trabajo, se presenta una forma de su determinación, y un análisis comparativo con un proyecto de parque eólico, que se encuentra aprobado y en funcionamiento.

Palabras Clave: incertidumbres, producción anual de energía, PAE parques eólicos.

INTRODUCCIÓN

Montes et al. (2007) describe la evaluación de las inversiones en condiciones de riesgo e incertidumbre, donde la condición de riesgo se encuentra entre dos extremos, uno es la evaluación en condiciones de certidumbre y el otro la evaluación en condiciones de incertidumbre. La primera tiene como característica que asume que se tiene el conocimiento completo de los futuros valores de las variables consideradas, y el otro, asume una completa carencia de conocimiento de la evolución futura de las variables. Concluye que la existencia de altos niveles de incertidumbre en proyectos de centrales eólicas puede representar un obstáculo para obtener financiamiento en el corto plazo. Para un desarrollo exitoso de parque eólico, y la minimización de los riesgos financieros, es fundamental la cuantificación de la incertidumbre de la potencia en el sitio, dado que la Producción Anual de Energía (PAE) depende de las condiciones externas (recurso eólico) y de las condiciones de los aerogeneradores (estructural y mecánica), (Kwon, 2010).

El viento es una fuente intermitente, entonces la estimación o cálculo de la PAE de centrales eólicas requiere de análisis estadísticos. Para dicha determinación, que debe cumplir la exigencia de estar asociada con las probabilidades de ocurrencias P50 a P99, se deben estimar/calcular las pérdidas técnicas y las incertidumbres. La caracterización del viento se puede realizar mediante modelos de probabilidad, por ejemplo, asumir una distribución uniforme de la densidad del aire, distribución de Weibull para la velocidad de viento, al perfil vertical de la velocidad caracterizarlo por el coeficiente de rugosidad “alfa” de la ley de la potencia, entre otras variables (id, 2010).

Las pérdidas y las incertidumbres son dos conceptos distintos que menudo se mencionan juntos, lo que puede llegar a causar confusión. Una evaluación de recursos eólicos no es financiable sin un análisis cuidadoso de pérdidas e incertidumbre.

Una PAE P50 significa que hay un 50% de probabilidades de obtener al menos esa cantidad de energía en el parque eólico. En este caso intervienen solamente las pérdidas técnicas, y no las incertidumbres. Mientras mayores sean las pérdidas técnicas, menor será esa cantidad de energía.

Una PAE P90 significa que hay un 90% de probabilidades de obtener al menos esa cantidad de energía en el parque eólico. Mientras mayores sean las incertidumbres, menor será esa cantidad de energía y por lo tanto disminuye la viabilidad económica del parque eólico. Es decir que las probabilidades de superación de la producción anual esperada del parque eólico, dependen de la magnitud de las incertidumbres del proyecto. Un estudio cuidadoso de las incertidumbres, sirven al menos para cumplir los siguientes objetivos:

- El organismo del estado responsable de la provisión de energía eléctrica, tendrá mayor seguridad para satisfacer la demanda de la población.
- Los límites al riesgo financiero que exigen los bancos que financian la construcción de parques eólicos, se satisfacen mediante el aumento de la calidad del diseño al reducir la incertidumbre del proyecto.

Los cálculos o estimaciones de las pérdidas técnicas y de las incertidumbres de un parque eólico, se hacen utilizando diversos criterios que responden no sólo a las características propias de cada proyecto, sino también a la experiencia del diseñador, por lo tanto, distintos diseñadores muy probablemente van a obtener valores de pérdidas técnicas e incertidumbres diferentes aún con el uso de los mismos datos.

PÉRDIDAS TÉCNICAS

En un parque eólico, normalmente se calcula la PAE bruta mediante la utilización de programas específicos: WindPRO, WAsP, GH WindFarm, Meteodyn, WindSim, entre otros (Windpro, 2019; WAsP, 2019; DNV-GL, 2019; Meteodyn, 2019; WindSim, 2019); programas que también entregan la PAE bruta (que ya incluye las pérdidas por efecto estela debido a la posición de los aerogeneradores en el parque); a esta cantidad, es decir que a la que ya se le resta la pérdida por efecto estela, es a quien llamaremos PAE bruta en este trabajo.

Las pérdidas técnicas siempre restan, son pérdidas debido a las leyes de la Física como efecto Joule o a la indisponibilidad de las máquinas, entre otras. Se reportan como un porcentaje de la energía bruta. Se determinan en base a experiencia y prácticas habituales de diseño de parques eólicos. Las categorías principales son 7, y son sugeridas en Stephen (2008), y dentro de cada una de ellos, existen sub-categorías. A continuación, se describen las principales (KEMA D, 2013):

1. Indisponibilidad y balance de planta.
2. Efecto de Estela.
3. Rendimiento de la turbina
4. Eléctricas.
5. Medioambientales.
6. Restricciones.
7. Otros.

1. Pérdidas por indisponibilidad y balance de planta

Por indisponibilidad se debe al tiempo dedicado al mantenimiento durante el cual las máquinas estarán apagadas. Según garantía de disponibilidad de la empresa que los fabrica, puede ser hasta de un 3%. Las pérdidas por balance de planta, son aquellas debido a la inactividad de los componentes entre el interruptor principal de la turbina, el transformador de la subestación incluida en el proyecto y la línea de transmisión específica del proyecto. La disponibilidad de la red comprende otra sub-categoría, y es cuando el operador de la red (como CAMMESA, en Argentina, o ADME en Uruguay) puede ordenar la reducción de la producción de energía eólica por baja demanda, alto suministro de otras fuentes, falla de la red, etc. Es decir, por restricción en la red debido a razones externas. Se entiende en todos los casos de las pérdidas por balance de planta, que el recurso eólico está disponible y la máquina puede generar. Su valor depende de las condiciones eléctricas locales, del contrato de inyección de energía y de la empresa distribuidora; valores razonables se consideran de 1 a 2%.

2. Pérdidas por efecto estela

Es la pérdida en la producción de energía debido a la reducción de velocidad de viento y mayor turbulencia a raíz de la estela por las turbinas. Pueden deberse a turbinas dentro del parque eólico, o a turbinas externas en parques eólicos adyacentes. Los aerogeneradores pueden tener ubicación tal que, en raras ocasiones, la dirección del viento haga que aquellos en la dirección de estela experimenten un alto grado de turbulencia; en este caso puede que la gestión del parque eólico las apague para mejorar la vida útil de las máquinas; este efecto se anula si se respetan las distancias mínimas. Los que por efecto estela pierdan más de un 4% en su producción de energía, muy probablemente requieran cambiar su ubicación dentro del parque. También se consideran dentro esta categoría a los efectos estela de futuros aerogeneradores que se instalen en proyectos eólicos en desarrollo.

3. Pérdidas rendimiento de la turbina

Esta categoría comprende las pérdidas por:

- *Flujo de viento*, son debido a turbulencia, flujo inclinado, entre otros, que representan las diferencias entre las condiciones de ensayo y las condiciones del emplazamiento.
- *Histéresis por vientos fuertes*: cuando la velocidad del viento excede la velocidad de corte, el aerogenerador se apaga y no se reinicia tan pronto como la velocidad está por debajo de la de corte, sino que el controlador espera a que la velocidad baje una cierta cantidad por debajo del límite antes de reiniciar. Puede determinarse con los datos de viento.

4. Pérdidas eléctricas

Su valor puede ubicarse entre 1 a 2.5%. Pueden ser de dos tipos:

- *Por efecto Joule*, son las que existen en el tramo entre los bornes del generador eléctrico y el punto de conexión del parque eólico a la red, incluye la de los transformadores de cada aerogenerador y los de la subestación transformadora. Según tamaño del parque, de 1 a 2%.
- *Por consumo propio del parque eólico*. 0.2 a 0.5 %.

5. Pérdidas medioambientales

Varios son los factores ambientales que pueden producir reducción de generación eléctrica. Según mantenimiento y clima puede valorarse de 1 a 2%:

- *Por degradación, por suciedad o formación de hielo en palas*, las palas reducen su rendimiento, por polvo que se adhiere o por formación de hielo por baja temperatura, o por degradación física del perfil aerodinámico. En el tiempo, puede considerarse un aumento lineal de 0.1% anual.
- *Por baja o alta temperatura*, son pérdidas debido a temperaturas por fuera de los rangos de operación de la turbina, pueden, por ejemplo, generar fallas debido a sobrecalentamiento de los componentes que integran la góndola. Se puede estimar con datos de temperatura del lugar.
- *Por rayos*, depende del clima y de la protección de los aerogeneradores.
- *Por forestación o desforestación de bosques cercanos*, depende de si es una forestación futura o una desforestación, puede resultar en una pérdida o una ganancia respectivamente.

6. Pérdidas por restricciones

- *Por circulación de aves migratorias*, para reducir el impacto el operador del parque ralentiza o apaga las máquinas; a veces es una condición para obtener un permiso ambiental.
- *Estrategia de paradas por sectores*, se puede dar en diseños de parques en donde las distancias entre turbinas son menores de lo recomendado y el efecto estela, para ciertas condiciones de velocidad de viento y dirección, produce pérdidas significativas. Además de aumentar la vida útil de las máquinas al no ser expuestas a la turbulencia de las estelas.
- *Parpadeo (Flicker)*, la sombra de las palas de los aerogeneradores, puede, en ciertas horas y días del año ocasionar parpadeo en un receptor de sombra (entiéndase como receptor de sombra, por ejemplo, una ventana de una casa), que genere un impacto negativo sobre las personas. Estas paradas se pueden predecir mediante la identificación de los posibles lugares

receptores de sombras, y luego ingresados a los cálculos del proyecto, teniendo en cuenta la orientación y recorrido del sol durante el año.

- **Ruido.** En los casos de Argentina y Uruguay, por ejemplo, salvo en aerogeneradores instalados insertos dentro de una zona urbana (por ejemplo, Parque Eólico Corfrisa-Cristal Pet, ver referencia), la mayoría se ubican en el medio rural. En este caso, se debe tener en cuenta la norma UNE-EN-61400-11, que especifica las directrices para la medición del ruido, además de que tener en cuenta la normativa nacional vigente respecto a ello, (Henin, 2010).

7. Otras Pérdidas

Otros eventos incluyen ciclones, huracanes y tornados. Si la zona es sísmica, durante la vida útil pueden ocurrir terremotos.

La **Pérdida Técnica Total** se calcula mediante la suma de cada uno de estos porcentajes.

La producción anual neta de energía (PAE neta) se obtiene restando a la PAE bruta, la que se pierde por las pérdidas técnicas. A esta cantidad se le llama P50, porque tiene una probabilidad del 50% de que la energía generada sea superior a este valor:

$$P50 = PAE_{Bruta} \left(\frac{100 - \%Pérdidas\ Técnicas}{100} \right) \quad (1)$$

INCERTIDUMBRES

El cálculo de la PAE de un parque eólico debe incluir un análisis de incertidumbres, que dará como resultado un cierto grado de incertidumbre en la generación de energía, lo que a su vez se traduce en incertidumbre en los ingresos por la venta de la energía y en la rentabilidad del proyecto eólico. La evaluación del proyecto debe incluir un análisis de probabilidades de excedencia de PAE P50, P75, P90, P99, según la exigencia de la entidad que lo financie. Las probabilidades de excedencia están en función de las incertidumbres.

La Incertidumbre está relacionada con la imperfección en el conocimiento, depende del grado de información, precisión y dispersión de la medida de las variables, que entran en juego en el estudio de la energía eólica. Puede tener varios tipos de origen, desde errores cuantificables en los datos hasta terminología definida de forma ambigua o previsiones inciertas. La incertidumbre puede ser representada por medidas cuantitativas (por ejemplo, un rango de valores calculados según distintos modelos) o por afirmaciones cualitativas (por ejemplo, al reflejar el juicio de un grupo de expertos). Las incertidumbres están relacionadas con (A) las mediciones del recurso eólico y (B) con la producción de energía. A diferencia de las pérdidas técnicas, las incertidumbres pueden sumar o restar.

A) Incertidumbres en las mediciones del recurso eólico

- Incertidumbres propias de los instrumentos (anemómetros, veletas, etc) y de su calibración.
- Incertidumbres por interferencia (Hunter et al, 1999; Hansen et al, 1999; Lubitz, 2009; UNE-EN 61400-12-1, 2018)
- Incertidumbres por el período de medición.
- Incertidumbres por ajuste de largo plazo.

Incertidumbres propias del anemómetro y de su calibración

Los anemómetros más utilizados son los de copas. Suele ocurrir que los bancos que financian la construcción del parque eólico, requieran que las mediciones de viento se realicen con sensores de calidad reconocida, algunas de las marcas son Thies First Class, Second Wind, NRG System, RISOE.

La norma UNE-EN 61400-12-1 (2018), establece en el Anexo I la ecuación I.1 para determinar el Número de Clase kn del anemómetro:

$$k_n = 100 \times \text{Máx} \left| \frac{\varepsilon_i}{w_i} \right| \quad (2)$$

donde:

k_n es el número de clase de un anemómetro con número de muestra n ($n = 1 \dots 5$ o más);
 w_i es una función de ponderación, en m/s, que define la envolvente de la desviación, mediante la ecuación I.2 de dicha norma (ecuación (3) siguiente)
 ε_i es la desviación, en m/s, para la combinación i del parámetro de influencia.

La función de ponderación w_i promedia la influencia de las desviaciones absoluta y relativa. El error relativo es mayor para velocidades de viento más bajas, y viceversa. El absoluto es mayor para velocidades de viento altas.

$$w_i = 5 \text{ m/s} + 0.5 \cdot U_i \quad (3)$$

donde U_i es la velocidad del viento en m/s para la combinación del parámetro de influencia i .

La incertidumbre estándar a usar está dada por la misma norma, mediante la ecuación siguiente:

$$u_i = \left(0.05 \frac{m}{s} + 0.005 \cdot U_i \right) \cdot k_n \cdot \sqrt{3} \quad (4)$$

La calibración del anemómetro debe realizarse en túnel de viento aprobado por MEASNET, es decir que el certificado de calibración tenga el sello de esta institución.

De acuerdo a la experiencia, la incertidumbre por estos conceptos, varía entre 1.5% y 7%.

Incetidumbre debido a interferencias

Existen para Argentina las recomendaciones para la medición de viento (H. Mattio et al, 2009), que en concordancia con normas internacionales como la UNE-EN 61400-12-1 (2018), indican detalles de instalación de anemómetros y otros instrumentos en la torre de medición, que tienen en cuenta dirección principal del viento, tipo de torre (reticulada o tubular) y distancias instrumentos – torre, de manera que las mediciones se vean afectadas lo menos posible. La incertidumbre por este concepto puede variar entre 0.5 y 4%, teniendo valores menores si se cumplen las recomendaciones.

Incetidumbre por el período de medición

Es natural que haya una variación de la velocidad del viento de un año a otro. La variabilidad interanual representa esta incertidumbre, asociada al período de medición de un año. Para períodos de varios años, las variaciones de velocidad de viento tienden a compensarse y de esta forma, la incertidumbre para periodos largos es inferior a la incertidumbre para períodos de un año. La incertidumbre asociada a un período de n años se estima mediante el cociente entre el valor de la variabilidad interanual y la raíz cuadrada de n . En cuanto al impacto del cambio climático en el cambio de la velocidad del viento y también su dirección, se ha visto que, hasta el momento, no hay una tendencia apreciable para la velocidad del viento como sí la hay para la temperatura. Esta incertidumbre es menor si más años de medición se tienen. Para un año de medición, se puede tomar entre un 4 y 5%.

Incetidumbre por ajuste a largo plazo

El viento tiene una variabilidad interanual, que tiene como consecuencia que la medición de 1 o 2 años puede que no sea representativa a largo plazo. Es importante entonces contar con series de datos de la denominada estación de referencia, que contenga datos de viento de 10 y hasta 30 años. Hay empresas e instituciones que venden o ponen a disposición este tipo de datos, que se utilizan para hacer la extensión de la serie de datos del sitio donde estará el parque eólico, mediante métodos como MCP (Medición, Correlación, Predicción). Empresas como Vortex SL, AWS Truepower; o instituciones como National Centers for Enviromental Prediction (NCEP), North American Regional Reanalysis (NARR), y programas como MERRA-2 (Modern - Era Retrospective analysis for Research and

Applications, Version 2) de la NASA. Es decir, se cuenta con un período relativamente corto de datos medidos, los que se correlacionan con el conjunto de datos de la serie larga de la estación de referencia, consiguiendo la extensión de la serie, como se muestra en la figura 1:

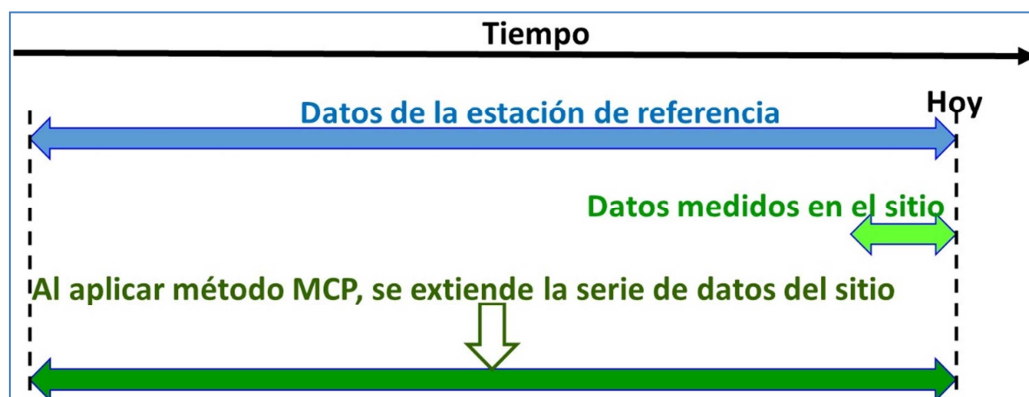


Figura 1: extensión de serie de datos utilizando datos de largo plazo y método MCP.

Un indicador del ajuste de la correlación es el valor de R^2 , cuanto más se acerca a 1 mejor es la correlación. Una forma de obtener el valor de la incertidumbre por ajuste a largo plazo es mediante la siguiente relación lineal:

$$\text{Incertidumbre (\%)} = 10 - 10 \cdot R^2 \quad (5)$$

Si R^2 es 0.5 o menor, no es conveniente trabajar con esa extensión de serie de datos. Para el caso de Parque Eólico en la Patagonia Argentina, que se comenta más adelante, el coeficiente de correlación, teniendo en cuenta los datos de MERRA-2 más cercano a la torre, tiene $R^2 = 0.524$ en lo que respecta a la velocidad. Este coeficiente de correlación resulta del ajuste de la recta por mínimos cuadrados, en donde el objetivo (datos del sitio), se correlaciona con la referencia (MERRA-2). El período considerado de datos MERRA-2 comprende desde 01/01/1980 a 01/08/2019. Por lo tanto, para el caso en cuestión, la incertidumbre es del 4.76%.

Al realizar la extensión de datos para el período antes dicho, se obtiene un factor de ajuste climático a largo término de 0.981, mediante el método Matriz de Serie Temporal, con el programa Windographer (2019). Ese factor indica que la velocidad media mensual a largo término es 2.9% menor a la velocidad media mensual del período de medición en Torre anemométrica.

B) Incertidumbres relacionadas con la producción de energía

Incertidumbre relacionada con modelización del campo de viento

La modelización del flujo de viento en el sitio depende de varios factores, entre ellos de la topografía y rugosidad del terreno (mientras más complejo sea el terreno, más difícil será obtener un campo de viento que se acerque a lo real), de la distancia de la torre de medición a los aerogeneradores (el criterio adoptado en la licitación del plan RENOVAR I de Argentina, es que todo aerogenerador debe estar a no más de 12 km de la torre de medición y en promedio, todos los aerogeneradores a no más de 6 km de la torre). De acuerdo a lo mencionado, esta incertidumbre se puede valorar entre 2 y 5%.

Incertidumbre relacionada curva de potencia del aerogenerador

Es natural que las características del viento del sitio en estudio (turbulencia, topografía) sean distintas de aquellas donde se ubicó el tipo de aerogenerador a utilizar cuando el fabricante realizó las mediciones para trazar la curva de potencia. En consecuencia, la producción de energía puede ser ligeramente distinta para una dada velocidad en el sitio real que la que indica la curva de potencia. Si la curva de potencia se ha trazado cumpliendo con los requisitos de las normas internacionales, este valor de incertidumbre se puede adoptar entre 2 y 4%.

Incertidumbre por extrapolación vertical

Relacionada con la estimación de la velocidad de viento por encima del nivel del suelo, alturas para las cuales no hay mediciones directas. Son incertidumbres asociadas a la estimación del perfil de la velocidad horizontal del viento, dentro del rango de interés. Es aconsejable que si se antemano se sabe la altura del eje del aerogenerador, que esa altura este al menos entre dos medidas directas de viento, por ejemplo, si la altura es 90 m, es aconsejable que exista una medida a una altura menor a 90 m y otra a una altura mayor a 90m.

La INCERTIDUMBRE TOTAL se calcula mediante la raíz cuadrada de la suma de cada una de las incertidumbres al cuadrado.

PAE Y PROBABILIDADES DE EXCEDENCIA

Como se indica en la ecuación (1), la Producción Anual de Energía neta, P50, se obtiene restando a la producción bruta la energía que se pierde por las pérdidas técnicas. Para calcular la PAE con cierta expectativa de probabilidad de que esa cantidad de energía sea excedida, se utilizan valores tabulados de distribución normal para probabilidades específicas y el factor de descuento F_p , según se indica en la ecuación (6):

$$P_{xx} = P50 * (1 - \text{Incertidumbre} * F_{p_{xx}}) \quad (6)$$

El valor de F_p se obtiene de la tabla 1:

Probabilidad de Excedencia (%)	Factor F_p
50	0.00
55	0.13
60	0.25
65	0.39
70	0.52
75	0.674
80	0.842
84	1.000
85	1.036
90	1.282
95	1.645
99	2.326

Tabla 1: valores del factor de descuento F_p de acuerdo a la probabilidad de excedencia.

Por ejemplo, para determinar la PAE con un 90% de probabilidad de que ese valor sea superado, es decir el P90, utilizamos la siguiente expresión:

$$P90 = P50 * (1 - \text{Incertidumbre} * 1.282) \quad (7)$$

ANÁLISIS DE CASO: PARQUE EÓLICO EN LA PATAGONIA ARGENTINA

Se analiza seguidamente los cálculos realizados para obtener las probabilidades de excedencia de PAE de un parque eólico, del proyecto presentado por el Desarrollador del parque, que luego fue construido y desde fines del año 2017 está inyectando la energía que genera al Sistema Interconectado de Argentina.

Resumen del Proyecto

En la tabla 2 se muestra un resumen del Proyecto analizado en este apartado, con datos del Proyecto.

Aerogenerador	V 100 – 2 MW. IEC II B
Altura de buje	80 m
Potencia instalada del parque eólico	20 MW
Velocidad media de viento a altura del buje	8.3 m/s
PAE bruta (sin restar pérdidas por efecto estela)	99.4 GWh/año
PAE P50	80.8 GWh/año
Pérdidas Totales	18.7%
Factor de capacidad P50	46.1%
PAE P90	68.0 GWh/año
Factor de capacidad P90	38.8%

Tabla 2: Resumen del parque eólico analizado.

En las pérdidas consideradas por el Desarrollador, se observan valores elevados a las debido a efecto estela (5.4%) y por limitaciones (7.7%).

Con los datos de la tabla 2 y las expresiones (1) y (7), obtenemos el valor de las pérdidas técnicas y el de las incertidumbres:

$$\text{Pérdidas técnicas} = 1 - (\text{P50}/\text{PAE}_{\text{bruta}}) = 1 - (80.8/99.4) = 0.187 \rightarrow \text{Pérdidas técnicas} = 18.7\%$$

$$\text{Incertidumbre} = (1 - \text{P90}/\text{P50})/1.282 = 0.1236 \rightarrow \text{Incertidumbre} = 12.36\%.$$

Cabe aclarar que, en este caso, en las pérdidas técnicas se incluye la pérdida por efecto estela que es de 5.4%, valor que consideramos alto.

Para dicho parque eólico, las categorías de incertidumbre y sus fuentes consideradas, son las siguientes:

Categoría	Fuente	Valor	Afecta
Medición de viento	anemometria	0.025	vel
	Interferencia estelas	0.005	vel
Regimen viento a largo plazo	Procedimiento de recración de datos	0.034	vel
	Representatividad del perdio a largo plazo 13.2 años	0.015	vel
	Correlación con los datos de referencia	0.003	vel
	Consistencia de los datos de referencia	0.007	vel
	representatividad de la distrib de frecu historica (% AEP)	0.024	pae
Modelización flujo de viento	Precisión del modelo	0.025	vel
Factores de pérdida	Efecto de estela	0.014	pae
	Eficiencia eléctrica	0.003	pae
	Rendimiento del aerogenerador	0.025	pae
	condiciones medioambientales	0	pae
	limitaciones	0.008	pae
Variabilidad interanual	Variabilidad de la distribución de frecuencia - futura	0.02	pae
	Variabilidad interanual de la velocidad de viento	0.055	vel
	Variabilidad de la disponibilidad del sistema	0.03	pae

Tabla 3: Incertidumbres. Nota: vel(velocidad), pae (Producción Anual de Energía)

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO

Considerando la producción real del parque eólico para el año 2018, según datos publicados por CAMMESA (2019, <http://www.cammesa.com>) en su página web en la sección Informe Anual, y luego mediante elaboración propia para el cálculo del Factor de capacidad, se obtiene:

$$FC = 48.5 \%$$

Este factor de capacidad, obtenido de la producción del año 2018, es mayor que el correspondiente al P90 del proyecto (38.8%), siendo incluso aún mayor que el correspondiente al P50 del proyecto (46.1%).

CONCLUSIONES

Las previsiones del proyecto se cumplieron ampliamente para el primer año de funcionamiento del parque, lo que puede ocurrir si el año tuvo vientos con una distribución especialmente favorable.

La PAE mayor que la prevista posiciona al parque eólico del lado de mayor seguridad en cuanto al cumplimiento de las obligaciones financieras previstas dado el mayor valor de ingresos por venta de energía.

El valor de las pérdidas por efecto estela es elevado, lo que podría indicar que hubo algún defecto en la realización del mapeo eólico del sitio mediante el software utilizado.

REFERENCIAS

2019, CAMMESA (<http://www.cammesa.com/linfoanu.nsf/MINFOANU?OpenFrameSet>).

ADME, Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay. URL: <https://adme.com.uy/> (Acceso agosto 2019)

DNV-GL, “Wind Resource Assessment software - WindFarmer: Analyst”, URL: <https://www.dnvgl.com/services/wind-resource-assessment-software-windfarmer-analyst-3766> (acceso Agosto 2019)

Hansen, M. O., & Pedersen, B. M. (1999). Influence of the meteorology mast on a cup anemometer. *Journal of Solar Energy Engineering*, 121(2), 128-131.

Henin, C. A., Iannace, G., Maffei, L., Roggio, I. E., & Miretti, G. A. (2010, September). RUIDO DE GENERADORES EÓLICOS: ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE MEDICIÓN SEGÚN NORMATIVA VIGENTE. In *2º Congreso Internacional de Acústica UNTREF*.

Hunter, R. S., Pedersen, B. M., Pedersen, T. F., Klug, H., van der Borg, N., Kelley, N., & Dahlberg, J. Å. (1999). Recommended practices for wind turbine testing and evaluation. 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry. 1. IEA.

Jones, Stephen, DNV Global Energy Concepts Inc., Standard Loss Definitions for Wind Resource/Energy Assessment, American Wind Energy Association WINDPOWER Conference, Houston Texas, June 2008

KEMA, D. (2013). Framework for the Categorisation of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessments.

Kwon, S. D. (2010). Uncertainty analysis of wind energy potential assessment. *Applied Energy*, 87(3), 856-865.

Lubitz, W. D. (2009, June). Effects of tower shadowing on anemometer data. In *Proceedings of the 11th Americas Conference on Wind Engineering*.

Mattio, H., & Tilca, F. (2009). Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores.

CREE, INENCO, Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía de la Nación.

Meteodyn WT , URL: <https://meteodyn.com/en/logiciels/cfd-wind-farm-resource-software-meteodynwt/#.XVo0QGZ7nIU> (Acceso Agosto 2019).

MERRA-2, URL: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/> (2019)

Montes, G. M., & Martín, E. P. (2007). Profitability of wind energy: Short-term risk factors and possible improvements. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(9), 2191-2200.

Parque Eólico Corfrisa-Cristal Pet, Localización: Lat. -34.717430, Long. -56.219426. URL: https://ventusenergia.com/proyectos/eolico/PE_Corfrisa.php

UNE-EN 61400-11, Aerogeneradores, Parte 11: Técnicas de medida de ruido acústico. Julio 2013

UNE-EN 61400-12-1, Aerogeneradores, Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad. Mayo 2018

WAsP - DTU, URL: <https://www.wasp.dk/> , (acceso Agosto 2019)

Windographer, URL: <https://www.windographer.com/> (2019)

WindPro – EMD International, URL: <https://www.emd.dk/windpro/> , (acceso Agosto 2019)

WindSim, URL: <http://windsim.com/software.aspx> (Acceso Agosto 2019)

ABSTRACT: The methods used to calculate the Annual Energy Production (AEP) and the probability of exceedance P50 to P99 of wind farms require an evaluation of the technical losses and the associated uncertainties in each measurement or forecast. Evaluation of losses and uncertainties are required by Banks, in order to minimize financial risks and ensure the return on investment. This necessary reliability associated with a wind development project is closely linked to the better and greater knowledge of the behavior of the future values of the variables such as wind speed, climatic behavior, topography, roughness, wake effects, among others. In this work, a form of its determination is presented, and a comparative analysis with a wind farm project, which is approved and in operation.

Keywords: uncertainties, Annual Energy Production, AEP, Wind Farms.